Deutscher Bundestag **Drucksache 19/4386**

19. Wahlperiode 18.09.2018

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Version ersetzt.

Antwort

der Bundesregierung

auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Lorenz Gösta Beutin, Ralph Lenkert, Hubertus Zdebel, weiterer Abgeordneter und der Fraktion DIE LINKE.
– Drucksache 19/4083 –

Ergebnisse der Umstellung auf Ausschreibungen des Ökostromausbaus und dessen Deckelung

Vorbemerkung der Fragesteller

Vor dem Hintergrund einer damals stark ansteigenden EEG-Umlage und der Behauptung des damaligen Bundesministers für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Peter Altmaier, die Energiewende würde 1 Billion Euro kosten (vgl. Artikel vom 19. Februar 2013 unter www.faz.net), beschlossen CDU, CSU und SPD im Koalitionsvertrag 2013, den Ausbau der erneuerbaren Energien zu deckeln und die Finanzierung auf ein Ausschreibungssystem umzustellen. Damit sollte eine vermeintliche „Kostenexplosion“ gestoppt werden. Im Eckpunktepapier für eine Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) von 17. Januar 2014 stellt die Bundesregierung fest, dass „die grundlegende Reform [...] Ausmaß und Geschwindigkeit des Kostenanstiegs spürbar bremsen“ soll. Sie legt ferner das Ziel fest, „die durchschnittlichen Vergütungen für neue Anlagen auf ca. 12 Ct/kWh zu begrenzen“. Laut Eckpunktepapier betrug bis dahin „die durchschnittliche Vergütung über alle Technologien hinweg ca. 17 Cent/kWh“.

Nunmehr stellt sich die Frage, ob der Bundesregierung Zahlen vorliegen, mit denen verifiziert werden könnte, ob die o. g. Ziele der vorigen Bundesregierung erreicht wurden. Dies zudem vor dem Hintergrund, dass auch der heutige Bundesminister für Wirtschaft und Energie, Peter Altmaier, weiterhin sehr hohe Zahlen für die bisherigen und zukünftigen Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien nennt. So habe er laut der Zeitung „taz.die tageszeitung“ anlässlich der Verhandlungen zur EU-Richtlinie für erneuerbare Energien in Brüssel geäußert, Deutschland habe bereits Kosten von 25 Mrd. Euro für den Ausbau der erneuerbaren Energien (Online-Artikel vom 12. Juni 2018, „Peter Altmaier bremst“ auf www.taz.de). Ferner habe er geäußert, dass eine Zielsetzung für den Ausbau der erneuerbaren Energien in der EU von über 30 Prozent im Jahr 2030 zu einer Verdoppelung der Ausbaukosten der erneuerbaren Energien in Deutschland innerhalb von zehn Jahren führen würde, so der Artikel.

Darüber hinaus stellt Bundesminister Peter Altmaier offensichtlich in Frage, ob der zügige Ausbau der erneuerbaren Energien technisch möglich sei, und dies obwohl mit dem geltenden Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD und der dort getroffenen Zielsetzung eines Anteils von 60 Prozent erneuerbare Energien im Strombereich bis 2030 die Ausbaugeschwindigkeit im Vergleich

Die Antwort wurde namens der Bundesregierung mit Schreiben des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vom 14. September 2018 übermittelt.

Die Drucksache enthält zusätzlich – in kleinerer Schrifttype – den Fragetext.

zur Zielsetzung der vorigen Bundesregierung mehr als verdoppelt werden soll. So habe er laut „Süddeutscher Zeitung“ beim EU-Energieministerrat geäußert, es sei fraglich, ob es überhaupt die „technischen Möglichkeiten“ gebe, Ökoenergien und Effizienz vehement voranzutreiben (Online-Artikel „Verein der Verzagten“ vom 12. Juni 2018 auf www.sueddeutsche.de).

1. Auf welche wissenschaftlichen Grundlagen stützt Bundesminister Peter Altmaier seine Aussagen angesichts anderer wissenschaftlichen Studien (u. a. im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie – BMWi – bzw. des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit – BMU), nach dem dies möglich ist?

Die Aussagen von Bundesminister Peter Altmaier auf dem Energieministerrat am 11. Juni 2018 sind unzutreffend wiedergegeben worden. Er hat die Frage gestellt, wo die technischen Möglichkeiten liegen, um die europäischen Ziele für erneuerbare Energien und Energieeffizienz zu erreichen und hat insbesondere auf die Herausforderungen im Verkehrssektor hingewiesen, die mit der Zielerreichung einhergehen.

2. Stellen die in der Vorbemerkung der Fragesteller genannten 25 Mrd. Euro jährlich aus Sicht der Bundesregierung angesichts des notwendigen Ersatzes des teilweise über 40 Jahre alten Kraftwerksparks und von Stromgestehungskosten neuer fossiler Kraftwerke, die über denen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen liegen, die „rechnerischen Kosten“ des EEG dar oder die tatsächlichen Zusatzkosten für die Verbraucherinnen und Verbraucher bzw. die Volkswirtschaft?

Laut Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber betragen die Differenzkosten des Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) im Jahr 2018 rund 25,6 Mrd. Euro. Die EEG-Differenzkosten beinhalten nicht den gesamten Nutzen und Aufwand des Ausbaus der erneuerbaren Energien. Deshalb sind sie nicht mit den volkswirtschaftlichen Kosten gleichzusetzen. Die volkswirtschaftlichen Kosten und Nutzen berücksichtigen beispielsweise, dass erneuerbare Energien das Preisniveau an der Strombörse senken, wovon alle Stromverbraucher profitieren. Gleichzeitig führt die fluktuierende Einspeisung der erneuerbaren Energien aber auch zu höheren Netzausbaukosten. Darüber hinaus verringern erneuerbare Energien die bei der Verbrennung von fossilen Energieträgern entstehenden Treibhausgase und Luftschadstoffe und daraus resultierende Anpassungs- und Folgekosten sowie Folgekosten der Stromerzeugung aus Kernenergie.

3. Mit welchen Berechnungen begründet die Bundesregierung die Aussage von Bundesminister Peter Altmaier, dass eine Zielsetzung für den Ausbau der erneuerbaren Energien in der EU von über 30 Prozent im Jahr 2030 zu einer Verdoppelung der Ausbaukosten der erneuerbaren Energien in Deutschland führen würde?

Diese Aussage hat Bundesminister Peter Altmaier auf dem Energieministerrat am 11. Juni 2018 nicht getätigt. Vielmehr hat er darauf hingewiesen, dass Deutschland seinen Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch von derzeit 15 Prozent mehr als verdoppeln müsste, wenn das EU-Ziel für 2030 deutlich über 30 Prozent hinausginge.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Version ersetzt.

4. Sind aus Sicht der Bundesregierung in den kommenden zehn Jahren angesichts des gesetzlich verankerten Atomausstiegs bis spätestens 2022 und der Altersstruktur der fossilen Kraftwerke Investitionen in neue Stromerzeugungskapazitäten notwendig, um eine sichere Stromversorgung Deutschlands zu gewährleisten (bitte begründen)?

Der Bericht zum Monitoring der Versorgungssicherheit nach § 63 EnWG wird im vierten Quartal 2018 veröffentlicht; darin werden die genauen Ergebnisse des Gutachtens „Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten von 2017 bis 2019“ bis zum Jahr 2030 enthalten sein. Es ist davon auszugehen, dass weitere Investitionen in Erzeugungstechnologien erforderlich sein werden. Zur Erreichung der Klimaziele ist ein deutlicher Ausbau der Erzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien erforderlich. Darüber hinaus ist auch bei einzelnen KWK-Anlagen zu erwarten, dass ältere Anlagen durch neue Anlagen mit geringeren CO_2-Intensitäten ersetzt werden.

Die Bundesregierung geht ebenfalls davon aus, dass Ertüchtigungsinvestitionen in geringem Umfang erforderlich sein werden, damit bestehende Anlagen die Anforderungen der Kapazitätsreserve erfüllen können. Kurzfristig sieht die Bundesregierung darüber hinaus keinen Bedarf an neuen zusätzlichen konventionellen Erzeugungskapazitäten, da die europäischen Strommärkte weiterhin von deutlichen Überkapazitäten geprägt sind.

5. Würden sich nach Ansicht der Bundesregierung bei den derzeitigen Strompreisen an den Großmärkten (z. B. EPEX – European Power Exchange) Investitionen in neue Kohlekraftwerke refinanzieren lassen (bitte begründen)?

6. Wäre nach Ansicht der Bundesregierung eine Refinanzierung am bestehenden Strommarkt solcher Kraftwerke, die laut Bundesregierung über Stromgestehungskosten zwischen 7 und 11 Ct/kWh liegen, nur bei einem höheren Großmarktpreis möglich?

   Wenn ja, in welcher Preisspanne müsste dieser liegen?

7. Würden sich nach Ansicht der Bundesregierung bei den derzeitigen Strompreisen an den Großmärkten (z. B. EPEX) Investitionen in neue CCS-Kohlekraftwerke (CCS = Carbon Dioxide Capture and Storage) refinanzieren lassen (bitte begründen)?

8. Wäre nach Ansicht der Bundesregierung eine Refinanzierung neuer CCS-Kohlekraftwerke am bestehenden Strommarkt nur bei einem höheren Großmarktpreis möglich?

   Wenn ja, in welcher Preisspanne müsste dieser liegen?

9. Würden sich nach Ansicht der Bundesregierung bei den derzeitigen Strompreisen an den Großmärkten (z. B. EPEX) Investitionen in neue Erdgaskraftwerke refinanzieren lassen?

10. Wäre nach Ansicht der Bundesregierung eine Refinanzierung neuer Erdgaskraftwerke am bestehenden Strommarkt solcher Kraftwerke, die laut Bundesregierung über Stromgestehungskosten zwischen 7 und 11 Ct/kWh liegen, nur bei einem höheren Großmarktpreis möglich?

    Wenn ja, in welcher Preisspanne müsste dieser liegen?

11. Würden sich nach Ansicht der Bundesregierung bei den derzeitigen Strompreisen an den Großmärkten (z. B. EPEX) Investitionen in CCS-Erdgaskraftwerke refinanzieren lassen (bitte begründen)?

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Version ersetzt.

12. Wäre eine Refinanzierung von CCS-Erdgaskraftwerken am bestehenden Strommarkt nur bei einem höheren Großmarktpreis möglich?

    Wenn ja, in welcher Preisspanne müsste dieser liegen?

Die Fragen 5 bis 12 werden wegen des Sachzusammenhangs gemeinsam beantwortet.

Mit dem Strommarktgesetz wurde in der letzten Periode die Grundsatzentscheidung für einen wettbewerblichen Strommarkt 2.0 getroffen. Dieser zeichnet sich dadurch aus, dass allein die Marktakteure entscheiden, ob und welche neuen konventionellen Kraftwerke, Speicher oder Lastmanagementoptionen in den Markt gebracht werden. Dies tun sie auf Basis erwarteter zukünftiger Strompreise. Entscheidend sind dabei nicht allein die durchschnittlichen Strompreise, sondern beispielsweise auch die Häufigkeit vergleichsweise hoher oder niedriger Strompreise. Die Bundesregierung erstellt selbst weder Strompreisprognosen noch Prognosen zu den Stromgestehungskosten verschiedener Kraftwerkstypen. Tendenziell lässt sich aber sagen: Mit steigenden CO_2-Preisen verbessert sich die Wirtschaftlichkeit CO_2-ärmerer Kraftwerke; mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien verbessert sich die Wirtschaftlichkeit flexiblerer Kraftwerke, die ihre Investitions- und Fixkosten mit geringeren jährlichen Betriebsstunden refinanzieren können; mit sinkenden Gas- oder steigenden Kohlepreisen verbessert sich die Wirtschaftlichkeit von Gas- gegenüber Kohlekraftwerken und vice versa. Die CCS-Technologie erhöht die Investitionskosten sowie die fixen Betriebskosten der Kraftwerke, was bei steigenden Anteilen erneuerbarer Energien eine Wirtschaftlichkeit unwahrscheinlicher werden lässt.

13. Wie haben sich die durchschnittlichen Vergütungen für neue EEG-Anlagen zwischen 2010 und 2017 entwickelt (bitte in Ct/kWh des durch neue EEG-Anlagen in einem Jahr durchschnittlich eingespeisten Stroms angeben; jeweils entweder Festvergütung oder anlegbarer Wert; es sollten die Berechnungsgrundlagen verwendet werden, die bei der Ermittlung der o. g. 17 Ct/kWh verwendet wurden, mit Ausnahme, dass nicht alle EEG-Anlagen zugrunde gelegt werden sollen, sondern nur diejenigen, die beispielsweise in einem Kalenderjahr in Betrieb genommen wurden)?

Die Vergütungen bzw. anzulegenden Werte von EEG-Neuanlagen, die in den Jahren 2010 bis 2016 in das Stromnetz der allgemeinen Versorgung eingespeist haben, sind in folgender Tabelle dargestellt. Für das Jahr 2017 liegen der Bundesregierung noch keine Auswertungen vor.

Durchschnittliche Vergütung bzw. anzulegender Wert von Neuanlagen in Cent/kWh:

2010	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**
25,2	20,8	15,8	12,3	11,6	14,2	11,6

Quelle: EEG-Bewegungsdaten 2016 der Übertragungsnetzbetreiber

Die durchschnittliche Vergütung aller EEG-Anlagen, die bis Ende 2013 installiert wurden, betrug etwa 17 Cent/kWh. Seit 2014 liegt die durchschnittliche Vergütung von Neuanlagen bei etwa 12 Cent/kWh. Im Jahr 2015 wurden Windenergieanlagen auf See im Umfang von knapp 2 289 MW ans Netz angeschlossen. Im sogenannten Stauchungsmodell erhalten diese Anlagen in den ersten Betriebsjahren eine Anfangsvergütung von bis zu 19 Cent/kWh. Dies führte zu dem beobachteten „Ausreißer“ bei der durchschnittlichen Vergütung im Jahr 2015.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Version ersetzt.

14. Wie haben sich die Vergütungen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen seit 2005 entwickelt, und wie entwickeln sich die Vergütungen aufgrund der bislang abgeschlossenen Ausschreibungsrunden (bitte jeweils entweder Festvergütung oder anlegbaren Wert angeben)?

Für PV-Freiflächenanlagen haben sich seit 2005 EEG-Vergütungen und die Zuschlagspreise in Ausschreibungen nach dem EEG 2017 wie folgt entwickelt:

Datum	**Vergütung Freiflächenanlagen**	**Durchschnittlicher Zuschlagspreis***
	ct/kWh	
Januar 2005	43,42	-
Januar 2006	40,60	-
Januar 2007	37,96	-
Januar 2008	35,49	-
Januar 2009	31,94	-
Januar 2010	28,43	-
Juli 2010	25,02	-
Oktober 2010	24,26	-
Januar 2011	21,11	-
Januar 2012	17,94	-
April 2012	13,50	-
Januar 2013	11,78	-
Oktober 2013	9,88	-
Januar 2014	9,47	-
Januar 2015	9,09	-
April 2015	9,02	9,17
August 2015	8,93	8,49
Dezember 2015	8,91	8,00
April 2016	-	7,41
August 2016	-	7,25
Dezember 2016	-	6,90
Februar 2017	-	6,58
Juni 2017	-	5,66
Oktober 2017	-	4,91
Februar 2018	-	4,33
Juni 2018	-	4,59

* Anmerkung zu Realisierungsfristen: In Ausschreibungen wird eine Realisierungsfrist von zwei Jahren eingeräumt. Im Gegensatz dazu wurde die Vergütung bis Dezember 2015 zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme gewährt.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Version ersetzt.

15. Wann müssen die nach den bislang abgeschlossenen Ausschreibungsrunden bei Photovoltaik-Freiflächenanlagen bezuschlagten Anlagen jeweils spätestens ans Netz gehen?

Die Gebotstermine und Fristen für die spätesten Inbetriebnahmen der bisherigen Ausschreibungsrunden nach Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV) und EEG 2017 können der folgenden Tabelle entnommen werden:

Ausschreibungsrunde	**Gebotstermin**	**Späteste Inbetriebnahme (Ausschlussfrist)**
Runde 1 (FFaV)	15.04.2015	06.05.2017
Runde 2 (FFaV)	01.08.2015	20.08.2017
Runde 3 (FFaV)	01.12.2015	18.12.2017
Runde 4 (FFaV)	01.04.2016	18.04.2018
Runde 5 (FFaV)	01.08.2016	12.08.2018
Runde 6 (FFaV)	01.12.2016	15.12.2018
Runde 7 (EEG 2017)	01.02.2017	15.02.2019
Runde 8 (EEG 2017)	01.06.2017	21.06.2019
Runde 9 (EEG 2017)	01.10.2017	23.10.2019
Runde 10 (EEG 2017)	01.02.2018	27.02.2020
Runde 11 (EEG 2017)	01.06.2018	20.06.2020

16. Nach wie viel Monaten sind die nach bislang abgeschlossenen Ausschreibungsrunden bei Photovoltaik-Freiflächenanlagen bezuschlagten und bereits in Betrieb genommenen Anlagen durchschnittlich ans Netz gegangen?

Die Anlagen, die bisher einen Zuschlag im Rahmen der Freiflächenausschreibungsverordnung oder des EEG 2017 erhalten haben, sind im Durchschnitt 16,3 Monate nach Bekanntgabe der Ausschreibungsergebnisse in Betrieb gegangen.

17. Wie haben sich die Vergütungen für Windenergieanlagen an Land seit 2005 entwickelt, und wie entwickeln sich die Vergütungen aufgrund der bislang abgeschlossenen Ausschreibungsrunden (bitte jeweils entweder Festvergütung oder anlegbaren Wert angeben)?

18. Mit welchem Faktor müssten – aufgrund der zeitlichen Verschiebung entsprechend Frage 17 – die Ergebnisse der bisherigen Ausschreibungsrunden bei Windenergie an Land korrigiert werden, um einen realistischen Vergleich mit den Vergütungen vor der Umstellung auf ein Ausschreibungssystem und der gleichzeitigen Umstellung des Referenzertragsmodells zu ermöglichen?

Die Fragen 17 und 18 werden gemeinsam beantwortet.

Die Entwicklung im Bereich der Windenergie seit 2005 ist überaus dynamisch, dies gilt für die Anlagentechnologie, den gesetzlichen Förderrahmen, die Netzanschlussregeln und die sich daraus ergebenen Anforderungen an die Planung, den Bau, den Betrieb der Anlagen und der Vermarktung des Stroms.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Version ersetzt.

Mit der Umstellung auf Ausschreibungen wurde eine auf die neue Anlagentechnologie angepasste Definition des Referenzstandortes festgeschrieben sowie eine stärkere Standortdifferenzierung bis 70 Prozent Standortgüte (vorher 80 Prozent) und die Umstellung von einem zweistufigen auf ein einstufiges Vergütungssystem vorgenommen.

Vor diesem Hintergrund wäre ein realistischer Vergleich mittels eines Korrekturfaktors aus Sicht der Bundesregierung nur für spezifische Windparkkonfigurationen denkbar.

Näherungsweise wird deshalb die Entwicklung der Vergütungssätze am 80 Prozent-Standort dargestellt. Diese Darstellung bietet die Möglichkeit einer groben Orientierung der Vergütungsentwicklung. Dabei werden unterjährig geregelte Vergütungsabsenkungen aus Gründen besserer Lesbarkeit nicht abgebildet, sondern nur die Vergütungssätze, die bei Inbetriebnahme zum 1. Januar des jeweiligen Jahres beansprucht werden konnten. Die Angabe zum vierten Quartal 2018 stellt eine Ausnahme dar, da zum 31. Dezember 2018 die Übergangsregelung nach EEG 2017 ausläuft.

EEG	Jahr	Vergütung	Systemdienstleistungsbonus	Repowering-Bonus
		ct/kWh		
EEG 2000	2000	9,1		
EEG 2000	2001	9,1		
EEG 2000	2002	9		
EEG 2000	2003	8,9		
EEG 2004	2004	8,7		1,16
EEG 2004	2005	8,53		1,14
EEG 2004	2006	8,36		1,12
EEG 2004	2007	8,19		1,09
EEG 2004	2008	8,03		1,07
EEG 2009	2009	9,2	0,5	0,5
EEG 2009	2010	9,11	0,5	0,5
EEG 2009	2011	9,02	0,5	0,5
EEG 2012	2012	8,93	0,48	0,5
EEG 2012	2013	8,8	0,47	0,49
EEG 2014	2014	8,9		
EEG 2014	2015	8,9		
EEG 2014	2016	8,79		
EEG 2017	2017	8,38		
EEG 2017	2018	7,49		
EEG 2017	4. Quartal 2018	6,97		

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Version ersetzt.

Im Rahmen der Ausschreibungen 2017 lag der Vergütungssatz für einen 80 Prozent-Standort auf der Grundlage des mengengewichteten Durchschnittswertes sowie der Berücksichtigung des Korrekturfaktors bei 5,25 Ct/kWh. Für die bisherigen drei Ausschreibungsrunden in 2018 liegt der Wert bei 6,4 Ct/kWh für den 80 Prozent-Standort.

Bei einer Gegenüberstellung von gesetzlich festgelegten und den im Rahmen von Ausschreibungen ermittelten Vergütungssätzen ist folgendes zu berücksichtigen: Projekte, die im Rahmen der bisherigen Ausschreibungen einen Zuschlag erhalten haben, werden zu einem hohen Anteil erst in den Jahren 2020 bis 2022 in Betrieb genommen.

Ergänzend wird auch auf die Antwort zu Frage 19 verwiesen.

19. Wann müssen die Windenergieanlagen an Land, die in den bislang abgeschlossenen Ausschreibungsrunden einen Zuschlag erhalten haben, spätestens ans Netz gehen (bitte für jede Ausschreibungsrunde einzeln und „Bürgerenergieanlagen“ getrennt ausweisen)?

Die Gebotstermine und Fristen der spätesten Inbetriebnahme für die bisherigen Ausschreibungsrunden nach EEG 2017 können der folgenden Tabelle entnommen werden. Bei Bürgerenergieprojekten (BEG) ist zwischen Bietern mit Genehmigung und ohne Genehmigung zu unterscheiden.

Ausschreibungsrunde/ Gebotstermin	**Realisierungsfrist normale Bieter**	**Realisierungsfrist BEG mit BImSchG-Genehmigung**	**Realisierungsfrist BEG ohne BImSchmG-Genehmigung**
Runde 1/ 01.05.2017	26.11.2019	26.11.2019	26.11.2021
Runde 2/ 01.08.2017	22.02.2020	22.02.2020	22.02.2022
Runde 3/ 01.11.2017	29.05.2020	29.05.2020	29.05.2022
Runde 4/ 01.02.2018	27.08.2020	27.08.2020	Teilnahme nicht möglich
Runde 5/ 01.05.2018	24.11.2020	24.11.2020	Teilnahme nicht möglich
Runde 6/ 01.08.2018	24.02.2021	24.02.2021	Teilnahme nicht möglich

20. Welcher Anteil der installierten Leistung der in den bislang abgeschlossenen Ausschreibungsrunden bei Windenergie an Land fällt auf „normale Anlagen“ und welcher Anteil auf „Bürgerenergieanlagen“ (bitte für jede Ausschreibungsrunde getrennt und in MW ausweisen)?

In der nachfolgenden Tabelle werden die erteilten Zuschläge in den bisherigen Ausschreibungsrunden differenziert nach „normalen“ Projekten und Bürgerenergieprojekten (jeweils mit oder ohne Genehmigung) dargestellt.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Version ersetzt.

Gebots-termin	„Normale“ Bieter		BEG (mit BImschG-Genehmigung)		BEG (ohne BImschG-Genehmigung)		Summe	
	Menge (MW)	Anzahl Gebote	Menge (MW)	Anzahl Gebote	Menge (MW)	Anzahl Gebote	Menge (MW)	Anzahl Gebote
01.05.2017	31	5	34	3	742	62	807	70
01.08.2017	55	7	5	1	953	59	1.013	67
01.11.2017	7	1			993	60	1.000	61
01.02.2018	554	64	155	19	-	-	709	83
01.05.2018	491	96	113	15	-	-	604	111
01.08.2018	623	82	43	4	-	-	666	86

21. Welchen Zubau bei Windenergie an Land erwartet die Bundesregierung aufgrund der bislang abgeschlossenen Ausschreibungsrunden in etwa in den Jahren 2019 und 2020?

Derzeit erarbeitet das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) Optionen für die Umsetzung der Vereinbarungen aus dem Koalitionsvertrag. Bisher gehen die Berechnungen für das Jahr 2019 von einem Zubau von 1 500 bis 2 000 MW und für das Jahr 2020 von 2 500 bis 3 500 MW aus.

22. Welche Vertragsstrafe fällt bei Windenergieanlagen an Land pro MW installierter Leistung an, falls eine Anlage nicht fristgerecht in Betrieb genommen wird?

Bei Bietern mit Genehmigung liegt die zu hinterlegende Sicherheit bei Gebotsabgabe bei 30 Euro/kW (30 000 Euro/MW). Bei Bürgerenergiegesellschaften ohne Genehmigung ist ein gestuftes Verfahren vorgesehen. Bei Angebotsabgabe müssen 15 Euro/kW (15 000 Euro/MW) hinterlegt werden, nach Erteilung der Genehmigung und Zuordnung zum Zuschlag fallen weitere 15 Euro/kW (15 000 Euro/MW) an.

23. Welche Vertragsstrafe fällt für Windparks auf See an, die bei bislang abgeschlossenen Ausschreibungsrunden einen Zuschlag bekommen haben, falls sie nicht fristgemäß ans Netz gehen (bitte pro Windpark und mit Angabe der jeweiligen installierten Leistung angeben)?

Die zu hinterlegende Sicherheit liegt bei den Ausschreibungen der Jahre 2017 und 2018 im sogenannten Übergangsregime bei 100 Euro/kW (100 000 Euro/MW). Für die Ausschreibungen im „zentralen Modell“ ab 2021 belaufen sich die zu hinterlegenden Sicherheiten auf 200 Euro/kW (200 000 Euro/MW).

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Version ersetzt.

Folgende Windparks haben einen Zuschlag im Rahmen der Übergangsausschreibungen 2017 und 2018 erhalten:

Name	**MW**
Baltic Eagle GmbH	476,25
DONG Energy Borkum Riffgrund West II GmbH	240
EnBW He Dreiht GmbH	900
Gode Wind 03 GmbH	110
Gode Wind 04 GmbH	131,75
Iberdrola Renovables Offshore Deutschland GmbH	10
Innogy Kaskasi GmbH	325
KNK Wind GmbH	247
Northern Energy OWP West GmbH	240
Orsted Borkum Riffgrund West I GmbH	420

24. Wie hoch waren die Ausschreibungsmenge und die Menge der Gebote in den bislang abgeschlossenen Ausschreibungsrunden für Windenergie an Land (bitte einzeln für jede Ausschreibungsrunde angeben)?

In der nachfolgenden Tabelle werden das Ausschreibungsvolumen und die Gebotsmenge (MW, Anzahl) dargestellt.

Gebots-termin	**Ausschreibungs-volumen (MW)**	**Gebotsmenge (MW)**	**Anzahl Gebote**
01.05.2017	700	2.137	256
01.08.2017	1.000	2.927	281
01.11.2017	1.000	2.591	210
01.02.2018	700	989	132
01.05.2018	670	604	111
01.08.2018	670	709	91

25. Welche Gründe haben aus Sicht der Bundesregierung dazu geführt, dass bei der zweiten Ausschreibungsrunde für Windenergie an Land deutlich weniger installierte Leistung angeboten als ausgeschrieben wurde?

Der Bundesregierung liegen keine gesicherten Erkenntnisse darüber vor, warum von den für die zweite Ausschreibungsrunde in 2018 teilnahmeberechtigten Projekten mit einem Volumen von rd. 1 400 MW lediglich Gebote für 604 MW abgegeben wurden. Die Bundesregierung geht davon aus, dass es eine Vielzahl von möglichen Beweggründen gibt, so u. a. Änderungsverfahren für Genehmigungen, Gerichtsverfahren, Unsicherheit bezüglich der künftigen Zubaumengen, laufende Verhandlungen mit Banken und Herstellern sowie mögliche strategische Entscheidungen. Darüber hinaus zeigt sich, dass das Niveau der neuerteilten Genehmigungen vom 1. Januar 2017 bis 31. Juli 2018 mit knapp über 2 300 MW die jährliche Ausschreibungsmenge nicht erreicht.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Version ersetzt.

26. Wie schätzt die Bundesregierung vor dem Hintergrund der Aussagen des damaligen Bundesministers Sigmar Gabriel in einem Schreiben an die Mitglieder des Deutschen Bundestages vom 31. Oktober 2014, dass Ausschreibungssysteme nur dann zu angemessenen Vergütungen führen können, wenn ausreichender Wettbewerb besteht, die Situation ein, dass bei der letzten abgeschlossenen Ausschreibungsrunde für Windenergie an Land weniger installierte Leistung angeboten als ausgeschrieben wurde?

Eine Unterdeckung bei Ausschreibungen stellt auch aufgrund der Höchstpreisregelung des EEG kein grundsätzliches Problem dar. Die Entwicklung der Wettbewerbssituation seit dem Jahr 2016 hat unterschiedliche Ursachen. 2016 wurden aufgrund der Übergangsregelung und den damit verbundenen Vorzieheffekte mit 9,4 GW deutlich mehr Genehmigungen erteilt als in den Jahren zuvor, so dass mit einem geringerem Niveau an Genehmigungen im Jahr 2017 zu rechnen war. Das Regime der Ausschreibungen wurde in 2017, dem Jahr des Systemwechsels, sehr stark durch die Privilegien für Bürgerenergieprojekte verzerrt. Projekte mit Genehmigungen waren dabei im Rahmen der Ausschreibungen im Jahr 2017 aufgrund der deutlich kürzeren Realisierungsfristen sowie der Bindung an ein konkret genehmigtes Projekt benachteiligt. Das könnte zu einer Verunsicherung bei Projektentwicklern geführt haben. Hierauf hat der Deutsche Bundestag reagiert und das Privileg der Bürgerenergiegesellschaften für die Teilnahme an Ausschreibungen ohne Genehmigung bis 2019 und die längeren Realisierungsfristen ausgesetzt. Damit können Projekte mit Genehmigung erst seit Anfang 2018 Erfahrungen mit dem Ausschreibungsregime sammeln. Die Bundesregierung geht davon aus, dass hierdurch und durch Umsetzung der im Koalitionsvertrag vereinbarten Ausbauziele und Maßnahmen im Bereich der Windenergie an Land wieder verstärkte Aktivitäten im Bereich der Projektentwicklung erfolgen und ein ausreichendes Wettbewerbsniveau erreicht werden kann.

27. Könnte die Abschaffung der Begrenzung des Ausbaus von Windenergieanlagen in den sogenannten Netzausbaugebieten das Problem eines ggf. zu geringen Angebots bei künftigen Ausschreibungsrunden begrenzen?

Wenn ja, liegen der Bundesregierung Kenntnisse vor, in welchem Umfang?

Nach Auffassung der Bundesregierung würde die Abschaffung des Netzausbaugebietes nicht zu einer Erhöhung der Angebote führen. In den Ausschreibungsverfahren für Windenergie an Land begrenzt die Bundesnetzagentur die Zuschläge im Netzausbaugebiet, indem sie Gebote dort nur bezuschlagt, bis eine bestimmte Summe an installierter Leistung erreicht ist. Damit kann nur ein bestimmter Anteil des bundesweiten jährlichen Ausschreibungsvolumens auf das Netzausbaugebiet entfallen. Nur bei einer der bisherigen Ausschreibungen in den Jahren 2017 und 2018 wurden so viele wettbewerbsfähige Gebote aus dem Netzausbaugebiet abgegeben, dass die Zuschlagsmenge im Netzausbaugebiet auf die gesetzlich festgelegte Höchstmenge begrenzt werden musste.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Version ersetzt.

Satz: Satzweiss.com Print, Web, Software GmbH, Mainzer Straße 116, 66121 Saarbrücken, www.satzweiss.com
Druck: Printsystem GmbH, Schafwäsche 1-3, 71296 Heimsheim, www.printsystem.de
Vertrieb: Bundesanzeiger Verlag GmbH, Postfach 10 05 34, 50445 Köln, Telefon (02 21) 97 66 83 40, Fax (02 21) 97 66 83 44, www.betrifft-gesetze.de
ISSN 0722-8333